

## ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА ПОВХОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Д.В. Барсуков, магистрант

Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьский (Россия, г. Октябрьский)

DOI:10.24412/2500-1000-2026-5-1-246-251

**Аннотация.** Исследование посвящено оценке технологической и экономической эффективности зарезки боковых и боковых горизонтальных стволов на зрелом нефтяном месторождении Западной Сибири. Рассмотрены геолого-физические параметры пласта ЮВ1, текущее состояние разработки, высокая обводненность фонда и причины формирования остаточных нефтенасыщенных зон. Сравнены варианты бурения наклонно-направленных скважин и горизонтальных скважин с прогнозом до 2048 года. Установлено, что горизонтальный вариант обеспечивает больший прирост извлекаемых запасов, более высокий стартовый дебит нефти и положительный экономический эффект: при инвестициях 1,8 млрд руб. NPV по режиму НДД составляет 9,40 млн долл., срок окупаемости – 4 года.

**Ключевые слова:** зарезка боковых стволов; боковой горизонтальный ствол; остаточные запасы; обводненность; коэффициент извлечения нефти; горизонтальная скважина; НДД; NPV.

Зрелые нефтяные месторождения Западной Сибири характеризуются снижением добычи вследствие истощения пластовой энергии, роста обводненности и неравномерной выработки продуктивных толщ. Зарезка боковых стволов позволяет использовать существующий фонд скважин, вовлекать невыработанные участки пласта и повышать охват залежи дренированием без полного повторного строительства скважин [2, 6].

Повховское месторождение относится к числу объектов с высокой степенью освоенности и выраженной неоднородностью выработки. Основная технологическая проблема заключается в сохранении значительных остаточных запасов при высокой обводненности продукции. Средняя обводненность фонда на рассматриваемом участке достигает 95%, что снижает темпы отбора нефти и повышает удельные эксплуатационные затраты. При этом наличие недренируемых зон, сформированных вследствие неоднородного строения коллектора и последствий внутривысотного заводнения, создает предпосылки для применения боковых и боковых горизонтальных стволов.

Цель исследования состоит в оценке эффективности применения зарезки боковых стволов для доизвлечения остаточных запасов продуктивного пласта ЮВ1. Для достижения

цели выполнены анализ геолого-физических параметров пласта, оценка текущего состояния разработки, выделение перспективных зон под бурение, сравнение технологических вариантов и экономическая оценка прогнозных результатов. Основной акцент сделан на практических параметрах разработки: дебитах, обводненности, числе проектных скважин, извлекаемых запасах, инвестициях, NPV и сроке окупаемости.

### Материалы и методы исследования

Исходной информационной базой послужили геолого-промысловые материалы по объекту ЮВ1, результаты интерпретации геофизических исследований скважин, данные текущей разработки, сведения о структуре фонда и прогнозные расчеты вариантов бурения. В качестве основного критерия выбора варианта применялся прирост накопленной добычи нефти и экономическая результативность за прогнозный период до 2048 года.

Методика включала систематизацию геолого-физических свойств пласта и флюидов, анализ текущих технологических показателей, выделение зон остаточных подвижных запасов по трехмерной геологической модели и сравнение двух вариантов доработки: бурения наклонно-направленных скважин с боковыми стволами и бурения горизонталь-

ных скважин с боковыми горизонтальными стволами.

Для прогнозной оценки использовались кривые падения добычи по ранее пробуренному фонду, результаты гидродинамического моделирования входных дебитов и экономическая модель с учетом бурения, обустройства, обслуживания наземной инфраструктуры, темпов снижения добычи и налоговых режимов НДПИ и НДД.

#### Геолого-физические условия объекта

Продуктивность исследуемого объекта связана с терригенным поровым коллектором

пласта ЮВ1. Залежь относится к пластовым сводовым, литологически экранированным залежам. Средняя глубина залегания кровли пласта соответствует абсолютной отметке - 2373,3 м, уровень водонефтяного контакта прослеживается на абсолютной отметке - 2404,0 м. Нефтенасыщенная часть характеризуется невысокой проницаемостью, расчлененным строением и выраженной зональной неоднородностью, что повышает риск неравномерного заводнения и оставления целиков нефти.

Таблица 1. Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта ЮВ1

Параметр	Размерность	Значение
Абсолютная отметка кровли	м	-2373,3
Абсолютная отметка ВНК	м	-2404,0
Тип залежи	-	Пластовая сводовая, литологически экранированная
Тип коллектора	-	Терригенный поровый
Площадь нефтеносности	тыс. м <sup>2</sup>	41079
Средняя общая толщина	м	22,2
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	4,8
Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м	0,8
Коэффициент пористости	доли ед.	0,194
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.	0,529
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.	0,539
Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,531
Проницаемость	мкм <sup>2</sup>	0,019
Коэффициент песчанистости	доли ед.	0,292
Расчлененность	ед.	6
Начальная пластовая температура	°С	76
Начальное пластовое давление	МПа	24,0
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	2,78
Плотность нефти в пластовых условиях	(кг/м <sup>3</sup> )·10 <sup>-3</sup>	0,848
Плотность нефти в поверхностных условиях	(кг/м <sup>3</sup> )·10 <sup>-3</sup>	0,878
Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,079
Содержание серы в нефти	%	1,8
Содержание парафина в нефти	%	3,0
Давление насыщения нефти газом	МПа	8,5
Газосодержание	м <sup>3</sup> /т	41
Содержание сероводорода	%	Отсутствует
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа·с	0,45
Плотность воды в поверхностных условиях	кг/м <sup>3</sup>	1,013
Коэффициент сжимаемости нефти	1/МПа·10 <sup>-4</sup>	10,4
Коэффициент сжимаемости воды	1/МПа·10 <sup>-4</sup>	4,0
Коэффициент сжимаемости породы	1/МПа·10 <sup>-4</sup>	4,0
Коэффициент вытеснения нефти водой	доли ед.	0,443
Коэффициент продуктивности	м <sup>3</sup> /(сут·МПа·м)	6,0
Начальные геологические запасы нефти	тыс. т	16478

Приведенные параметры показывают, что пласт имеет достаточную площадь нефтеносности и значительные начальные геологические запасы, однако средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 4,8 м, а

проницаемость – 0,019 мкм<sup>2</sup>. Такие условия требуют точного позиционирования стволов в наиболее продуктивных интервалах. Горизонтальные окончания обладают преимуществом перед наклонными стволами за счет большей

площади контакта с нефтенасыщенным коллектором и возможности дренирования вытянутых целиков нефти [3, 5].

Таблица 2. Свойства пластовой и дегазированной нефти

Параметр	Ед. изм.	Диапазон значений	Среднее значение
Давление пластовое	МПа	23,3-24,4	24,0
Температура пластовая	°С	75,0-78,0	76,1
Давление насыщения нефти газом	МПа	7,2-10,9	8,7
Газосодержание при стандартной сепарации	м <sup>3</sup> /т	44,74-53,12	48,89
Газосодержание при дифференциальном разгазировании	м <sup>3</sup> /т	34,39-43,96	39,17
Плотность нефти в условиях пласта	кг/м <sup>3</sup>	844,5-851,2	847,1
Вязкость нефти в условиях пласта	мПа·с	2,48-3,29	2,80
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти	1/МПа·10 <sup>-4</sup>	9,31-11,31	10,29
Плотность выделившегося газа при стандартном разгазировании	кг/м <sup>3</sup>	1,044-1,097	1,074
Плотность нефти при стандартном разгазировании	кг/м <sup>3</sup>	883,3-886,8	885,3
Плотность нефти при дифференциальном разгазировании	кг/м <sup>3</sup>	875,3-880,2	878,2
Пересчетный коэффициент	доли ед.	0,912-0,935	0,924

Нефть объекта является легкой по плотности и характеризуется сравнительно невысокой вязкостью в пластовых условиях. Это благоприятно для применения горизонтальных технологий, поскольку увеличение длины фильтрационного контакта при низкой вязкости повышает вероятность получения устойчивого притока. Вместе с тем высокая обводненность действующего фонда требует ограничения депрессии и размещения боковых стволов вне зон активного продвижения воды.

#### Текущее состояние разработки и предпосылки зарезки боковых стволов

С начала разработки по месторождению добыто 20698 тыс. т нефти, отбор от начальных извлекаемых запасов составляет 60,1%, текущий коэффициент извлечения нефти – 0,198. По объекту ЮВ1 значение текущего КИН составляет 0,121, что указывает на су-

щественный потенциал доизвлечения. На поздней стадии разработки годовая добыча снизилась до 19% от максимального уровня, а средний дебит нефти составил 4,4 т/сут при дебите жидкости 67,4 т/сут. В совокупности эти показатели отражают наличие значительного объема трудноизвлекаемых остаточных запасов.

Дополнительным фактором, снижающим эффективность разработки, является высокая обводненность продукции. В период актуализации модели средняя обводненность скважин достигала около 95%. За 2024–2025 гг. добыто около 100 тыс. т нефти при извлекаемых запасах на 01.01.2026 около 7792 тыс. т. Следовательно, при сохранении текущих технологических режимов темпы отбора не обеспечивают эффективную доработку запасов.

Таблица 3. Ключевые показатели состояния разработки

Показатель	Ед. изм.	Значение
Добыто нефти с начала разработки	тыс. т	20698
Отбор от начальных извлекаемых запасов	%	60,1
Текущий КИН по месторождению	доли ед.	0,198
Текущий КИН по объекту ЮВ1	доли ед.	0,121
Добыча нефти за анализируемый год поздней стадии	тыс. т	361,3
Обводненность продукции на поздней стадии	%	93,4
Средний дебит нефти	т/сут	4,4
Средний дебит жидкости	т/сут	67,4
Средняя обводненность фонда при актуализации модели	%	≈95
Добыча нефти за 2024–2025 гг.	тыс. т	около 100
Извлекаемые запасы на 01.01.2026	тыс. т	около 7792

Анализ геологической модели показал, что остаточные запасы концентрируются в недрененируемых и слабодрененируемых зонах центральной части залежи. На формирование таких зон повлияли фациальная неоднородность, расчлененность коллектора, неравномерность охвата заводнением и наличие скважин с высокой долей воды в продукции. Наиболее перспективными для зарезки являются участки, расположенные выше водонефтяного контакта и удаленные от интенсивно обводненных направлений фильтрации.

Выбор фонда-кандидата должен выполняться с учетом технического состояния эксплуатационных колонн, возможности опрессовки, фактического пространственного положения ствола, расстояния до соседних скважин, положения остаточных запасов и проектной траектории бокового ствола. Для предотвращения преждевременного обводнения горизонтальный участок должен размещаться в пределах нефтенасыщенной толщины с учетом положения ВНК, а его направление следует выбирать по результатам анализа текущей выработки.

#### Сравнение вариантов бурения

Для вовлечения остаточных запасов рассмотрены два технологических варианта: бурение наклонно-направленных скважин, включая боковые стволы, и бурение горизонтальных скважин, включая боковые горизонтальные стволы. Первый вариант предусматривает бурение 34 наклонно-направленных скважин, из которых 8 относятся к вторым стволам. Три проектные скважины планируются как нагнетательные с предварительной отработкой на нефть. Ожидаемые извлекаемые запасы по варианту составляют 347 тыс. т нефти.

Для варианта наклонно-направленного бурения входные дебиты рассчитаны по гидродинамической модели отдельно для каждой скважины. Средний ожидаемый дебит нефти составляет 8,4 т/сут, средняя обводненность – 41,1%, средний дебит жидкости – 16,6 м<sup>3</sup>/сут на одну скважину. Для поддержания пластового давления предложены мероприятия по запуску бездействующих скважин, переводу отдельных добывающих скважин в нагнетательные и увеличению приемистости существующего нагнетательного фонда.

Второй вариант основан на бурении горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов. При его проектировании учитывалось, что зона дренирования горизонтального окончания больше зоны дренирования наклонного ствола. Поэтому для охвата той же перспективной территории требуется меньшее число скважин. В общей сложности запланировано бурение 21 скважины, включая 6 вторых горизонтальных стволов. Ожидаемые извлекаемые запасы составляют 461 тыс. т нефти, что на 114 тыс. т больше, чем в варианте наклонно-направленного бурения.

Средний входной дебит нефти по горизонтальному варианту равен 17,7 т/сут, средняя обводненность – 37%, средний дебит жидкости – 32,7 м<sup>3</sup>/сут. Таким образом, по сравнению с наклонно-направленным вариантом горизонтальное бурение обеспечивает более чем двукратный прирост стартового дебита нефти при меньшем числе скважин. Это связано с увеличенной протяженностью контакта с коллектором и более эффективным вскрытием вытянутых остаточных зон.

Таблица 4. Сравнение технологических вариантов доработки

Показатель	Ед. изм.	Наклонные скважины и БВС	Горизонтальные скважины и БВГС
Количество проектных скважин	ед.	34	21
В том числе вторые стволы	ед.	8	6
Назначение отдельных скважин	-	3 нагнетательные с отработкой на нефть	часть фонда с горизонтальным окончанием
Ожидаемые извлекаемые запасы	тыс. т	347	461
Средний входной дебит нефти	т/сут.	8,4	17,7
Средняя входная обводненность	%	41,1	37,0
Средний входной дебит жидкости	м <sup>3</sup> /сут.	16,6	32,7
Основной период ввода	годы	2026–2027	2026–2027
Технологическое преимущество	-	точечное уплотнение сетки	увеличенная зона дренирования

Расстановка проектного фонда должна учитывать ограничения кустового строительства: расстояние между устьями не менее 5 м, расстояние между группами не менее 15 м, не более четырех скважин в группе и не более 24

скважин на одной кустовой площадке. С учетом этих требований выделены кустовые площадки в северной части залежи и предусмотрено строительство новой площадки.

#### Экономическая оценка эффективности

Таблица 5. Основные экономические показатели

Вариант	Инвестиции, млрд руб	NPV по НДПИ, млн \$	Срок окупаемости по НДПИ	NPV по НДД, млн \$	Срок окупаемости по НДД, лет
1. Наклонные	2,5	-	Не окупаемо	-	Не окупаемо
2. Горизонтальные	1,8	-	Не окупаемо	9,40	4

По результатам прогнозных расчетов до 2048 года вариант наклонно-направленного бурения является экономически некупаемым как при режиме НДПИ, так и при режиме НДД. Основные причины связаны с большим числом проектных скважин, инвестициями на уровне 2,5 млрд руб. и меньшим приростом извлекаемых запасов. При таком соотношении затрат и прогнозной добычи проект не формирует положительный чистый дисконтированный доход.

Горизонтальный вариант является единственным рентабельным. Инвестиции по нему составляют 1,8 млрд руб., что на 0,7 млрд руб. меньше, чем по наклонному варианту. При этом прогнозный прирост извлекаемых запасов выше на 32,9%. В режиме НДД NPV составляет 9,40 млн долл., срок окупаемости – 4 года. При режиме НДПИ вариант также не окупается, что подтверждает высокую чувствительность проектов доработки зрелых запасов к налоговым условиям.

Положительный эффект горизонтального варианта определяется повышением стартовых дебитов и увеличением охвата залежи. Удлиненная фильтрационная часть формирует более протяженную зону дренирования в пределах остаточной нефтенасыщенности, однако требует контроля обводненности, регулирования депрессии и корректировки системы поддержания пластового давления.

#### Выводы

1. Продуктивный пласт ЮВ1 характеризуется значительными начальными геологическими запасами, но низкой текущей выработ-

кой по объекту. Текущий КИН по объекту составляет 0,121, что подтверждает наличие потенциала доизвлечения остаточных запасов.

2. Главными ограничениями разработки являются высокая обводненность фонда, неравномерная выработка пласта, образование недренируемых зон и снижение средних дебитов нефти. Наиболее перспективные участки для зарезки боковых стволов расположены в пределах остаточной нефтенасыщенности выше уровня ВНК.

3. Сравнение технологических вариантов показало преимущество горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов. При меньшем числе проектных скважин горизонтальный вариант обеспечивает 461 тыс. т извлекаемых запасов против 347 тыс. т по наклонному варианту, а средний входной дебит нефти возрастает с 8,4 до 17,7 т/сут.

4. Экономическая оценка показывает, что вариант наклонно-направленных скважин не окупается. Горизонтальный вариант при инвестициях 1,8 млрд руб. имеет NPV 9,40 млн долл. и срок окупаемости 4 года в режиме НДД.

5. Зарезка боковых горизонтальных стволов может рассматриваться как приоритетное мероприятие для повышения эффективности разработки Повховского месторождения. Наибольший эффект ожидается при комплексном применении геологического моделирования, контроля обводненности, оптимизации системы ППД и поэтапного ввода проектного фонда.

#### Библиографический список

1. «Технологический проект разработки Урьевского нефтяного месторождения ХМАО – Югры Тюменской области», выполненный на основании договора № 17С4058/17Т0792 от 22.12.2017 между ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и Филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени.

2. Агзамов Ф.А., Акбулатов Т.О., Хабибуллин И.В., Иштубаев А.В. О некоторых причинах низкой эффективности горизонтальных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 6. – С. 16-20.
3. Акимов Н.И. Влияние проницаемости призабойной зоны на продуктивность горизонтальных скважин // Интервал. – 2006. – № 4. – С. 20-24.
4. Алиев З.С. Обоснование и выбор оптимальной конструкции горизонтальных газовых скважин. – М.: Техника, 2001.
5. Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010.
6. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 255 с.
7. Галеев Р.Г. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья: монография. – М.: КУБК-а, 1997.
8. Назимов Н.А. Исследования скважин, построенных по горизонтальным технологиям автономными глубинными приборами // Нефтепромысловое дело. – 2007. – С. 22-27.
9. Назимов Н.А., Хаминов Н.И., Хусаинов В.М., Ахметзянов Р.Г. Выработка запасов нефти локальных участков залежей системой горизонтально-разветвленных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 7. – С. 58-60.
10. Муравьев И.М. и др. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1970. – 448 с.

#### ASSESSMENT OF THE EFFICIENCY OF SIDETRACKING AT THE POVKHOVSKOYE FIELD

**D.V. Barsukov**, *Graduate Student*

**Branch of Ufa State Petroleum Technical University in Oktyabrsky  
(Russia, Oktyabrsky)**

**Abstract.** *The paper evaluates the technological and economic efficiency of sidetracking and horizontal sidetracking at a mature oil field in Western Siberia. The study compares directional wells and horizontal sidetracks using development data, reservoir parameters and forecast calculations until 2048. The horizontal option provides higher recoverable reserves and better economic performance: at capital investments of 1.8 billion rubles, NPV under the additional income tax regime is USD 9.40 million and payback is 4 years.*

**Keywords:** *sidetracking; horizontal sidetrack; residual reserves; water cut; oil recovery factor; horizontal well; additional income tax; NPV.*